

# Renouvellement des concessions hydroélectriques en concurrence

---

## *Introduction :*

La France est le premier producteur hydroélectricien de l'Union Européenne, avec 69 TWh de production moyenne annuelle. Sur le continent européen, elle est seulement devancée par la Norvège (125 TWh en année moyenne).

En France, environ 15% de l'énergie consommée est d'origine hydraulique. Mais plus de la moitié de cette capacité est fournie par des centrales de lac ou d'éclusée et peut être mobilisée pendant les périodes les plus chargées de la journée ou de l'année. Les centrales hydroélectriques sont capables de fournir leur pleine puissance en quelques minutes, et sont des outils très performants pour faire face aux situations incidentelles pouvant affecter le réseau électrique. L'exemple le plus récent est celui de l'incident européen de novembre 2004 : c'est grâce à l'intervention rapide des centrales hydrauliques françaises que l'équilibre et la sécurité du réseau ouest européen ont pu être préservés.

Les centrales hydroélectriques occupent donc une place à part dans le bouquet énergétique français, et leur mise en concurrence soulève un certain nombre de questions, examinées dans la suite de ce document.

## **Mise en concurrence des concessions hydroélectriques – Principes :**

### *Le régime administratif des concessions :*

La production hydroélectrique en France est régie par la loi du 16 octobre 1919, qui stipule que « nul ne peut disposer de l'énergie des marées, des lacs et des cours d'eau sans une **concession** ou une **autorisation** de l'État ».

Sont soumis à concession, tous les aménagements dont la puissance excède 4,5 MW. Les aménagements de puissance inférieure relève du régime de l'autorisation, c'est-à-dire que le producteur reste propriétaire de ses installations.

Les concessions sont quant à elles des délégations de Service Public. A l'échéance du titre administratif, l'ensemble de l'aménagement est restitué à l'Etat, qui peut procéder à une nouvelle attribution.

La loi de 1919 prévoyait la possibilité d'une mise en concurrence pour trouver un nouvel attributaire. Toutefois, le concessionnaire sortant bénéficiait d'un droit de préférence, à condition qu'il accepte les clauses du nouveau cahier des charges défini par l'Etat concédant. Elle limitait à 75 ans la durée maximale des concessions.

Le parc hydroélectrique français s'est construit en deux périodes : avant 1936 d'une part, après 1945 d'autre part. La durée de 75 ans conduit donc à une première vague de concessions à échéance avant 2015, la deuxième, la plus importante, démarrant en 2025, dans un processus en perpétuelle reconduction.

### *Mise en place de la concurrence :*

Les premières concessions hydroélectriques sont arrivées à échéance en 1994. Il s'agissait de concessions détenues par EDF. L'Etat aurait pu décider d'une mise en concurrence, ou d'autres opérateurs auraient pu théoriquement se porter candidats. En fait, l'Etat a considéré que la loi Sapin, qui régissait la mise en concurrence en particulier des délégations de service public, n'était pas applicable à un EPIC, statut d'EDF à l'époque.

Mais en 2004, la Commission Européenne a jugé que la clause de préférence au concessionnaire sortant était anticoncurrentielle, et elle a engagé une procédure contre l'Etat Français, en lui demandant d'abroger cette disposition.

Par ailleurs, le statut d'EDF a changé : en novembre 2004, EDF est devenu EDF SA, ce qui lui a rendu la loi Sapin applicable.

Face aux injonctions de la Cours de Justice Européenne, l'Etat Français s'est exécuté et a commencé à travailler à la mise en place de la mise en concurrence des concessions hydroélectriques.

Fin 2006, un article de la loi sur l'Eau et la préservation des milieux aquatiques a mis fin aux dispositions attribuant un droit de préférence au concessionnaire sortant.

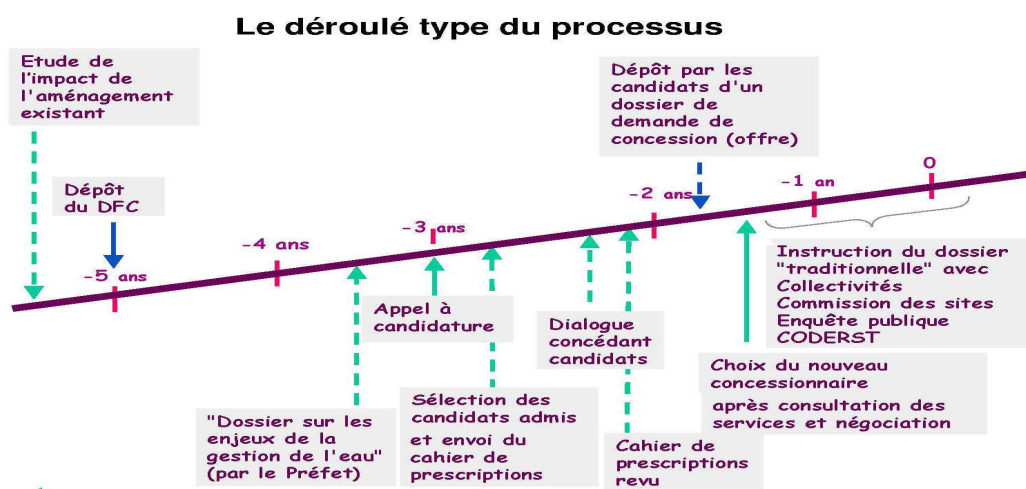
Enfin, le 26 septembre 2008 le décret définissant le processus de mise en concurrence des concessions a été publié, lançant de fait la procédure.

### *Le processus de mise en concurrence :*

Ce processus est long et complexe.

- Cinq ans avant l'échéance de la concession, le concessionnaire sortant adresse à l'Administration un dossier de fin de concession, fournissant en particulier des éléments précis sur la production, l'état des installations et sur les impacts écologiques de l'aménagement. Ce dossier très complet est un élément du futur cahier des charges.
- Parallèlement, l'Administration demande au préfet d'établir un document sur la gestion de la ressource en eau : ce document a pour but d'aider à établir le volet environnement et prise en compte des différents usages de l'eau du futur cahier des charges de concession.
- Trois ans avant l'échéance l'Administration lance un appel à candidatures, puis sélectionne les candidats admis en fonction de leurs capacités techniques et financières à exploiter le futur aménagement.
- L'Administration adresse aux candidats retenus un cahier de prescriptions et entame avec eux une phase de dialogue visant à affiner les dispositions finales du cahier des charges.
- Un peu plus de deux ans avant l'échéance, l'Administration adresse aux candidats le cahier de prescriptions définitif (consistance de l'aménagement, dispositions en matière de gestion de l'eau, contraintes d'exploitation)
- Les candidats adressent leur offre et l'Administration choisit l'attributaire, qui peut alors engager l'instruction administrative du dossier (enquête publique, instruction par les services), devant aboutir à la signature du décret de concession.

Même si ces délais n'ont en apparence rien de choquant, l'expérience montre qu'ils sont probablement impossibles à respecter. S'il ne fallait qu'un seul exemple, mener une enquête publique et une procédure d'instruction sur un territoire aussi vaste et avec autant d'enjeux est totalement illusoire.



### *Les critères de choix du concessionnaire :*

Le décret de septembre 2008 prévoit trois critères permettant à l'Administration d'apprécier et de comparer les offres :

- Un critère économique : les offres doivent porter proposition d'une redevance proportionnelle au chiffre d'affaires de l'aménagement, et qui sera partagée entre l'Etat, les départements et les communes limitrophes des installations. L'appel d'offres devra fixer une valeur plafond du taux de cette redevance, l'Administration ayant la crainte d'un dumping risquant de mettre en suite en péril la maintenance des installations, et partant, leur sûreté.
- Un critère énergétique : les offres devront définir la production attendue de l'aménagement, en proposant par exemple des suréquipements par rapport à l'existant
- Un critère « environnement - gestion de l'eau », proposant des mesures concernant les autres usages de l'eau et la gestion des milieux aquatiques

Ces critères ne sont pas hiérarchisés ni pondérés : légalement, une attribution de délégation de service public se fait « intuitu personae », et sans que l'Etat concédant ait à justifier son choix.

Pour les candidats cependant, l'arbitrage sera économique, la mieux disance dans chacun des critères venant réduire le bénéfice tiré de la gestion de l'aménagement. Les choix qui seront faits auront une incidence certaine sur la façon dont l'exploitation, la maintenance, mais aussi l'utilisation de l'aménagement seront ultérieurement gérées.

### *Les « concessions de vallées » :*

Les aménagements hydroélectriques se sont construits au fil du temps, en commençant généralement par les plus faciles ou les plus productifs. Plusieurs barrages et centrales se succèdent ainsi sur une même rivière, avec des concessions aux termes échelonnés. Tant qu'un opérateur unique en a la charge, il est en mesure d'assurer une gestion optimisée de la production de ces centrales et des réserves en eau. Dès lors que certaines concessions sont susceptibles d'échoir, via un processus de mise en concurrence, à des opérateurs différents, cette capacité d'optimisation disparaît.

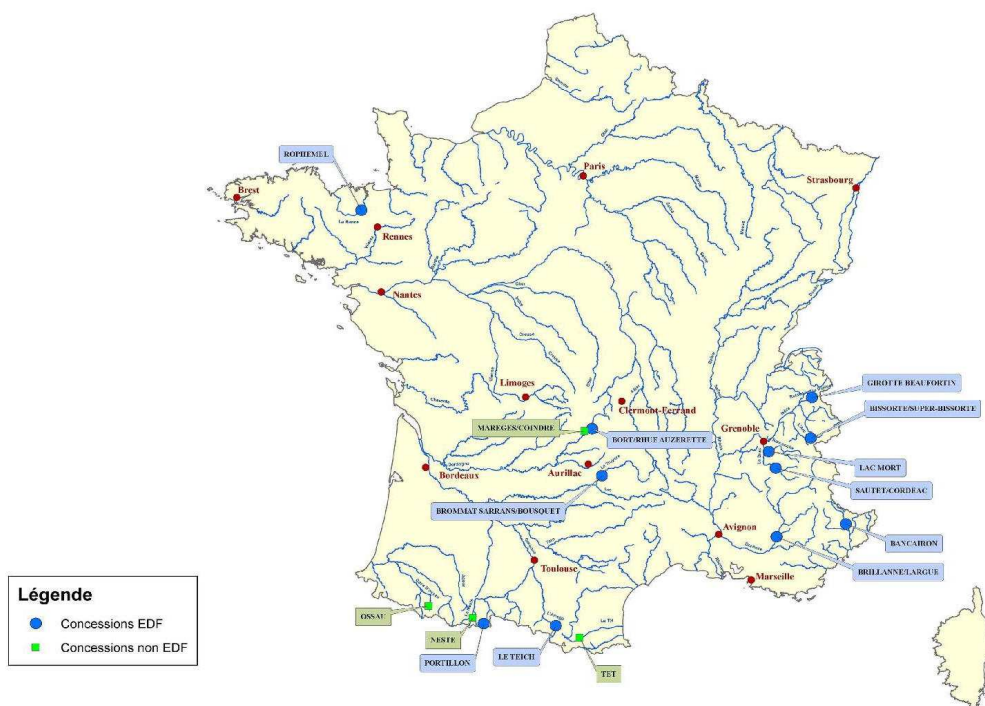
Les services de l'Etat ont donc décidé de constituer des « concessions de vallée », regroupant toutes les centrales d'une même rivière et parfois de ses affluents, pour garantir la pérennité de la capacité à gérer de façon coordonnée la production d'énergie et les réserves en eau.

Cette décision a pour conséquence d'augmenter de façon très notable la part d'hydroélectricité française mise en concurrence, tout en rendant encore plus complexe l'instruction des dossiers. Le ministre de l'époque a arbitrairement décidé de la porter à 20% de la puissance française installée, soit 5.300 MW au lieu des 2.500 MW de départ. On ne peut s'empêcher d'établir un parallèle avec la part d'énergie nucléaire qu'EDF doit mettre à disposition des autres opérateurs français, en rappelant que les vallées hydrauliques concernées apportent pour l'essentiel de l'énergie de pointe, très complémentaire de la fourniture d'énergie de base.

Se sont ainsi constituées les vallées Dordogne, Truyère, Drac Amont, en particulier.

La mise en concurrence coordonnée des aménagements d'une même vallée suppose de mettre fin par anticipation à certaines concessions : la loi de 1919 prévoyait cette possibilité, à condition d'indemniser de façon juste le concessionnaire évincé. L'indemnisation du sortant doit être assurée par le nouvel attributaire sous forme d'une soulte, calculée sur la base de la somme actualisée des gains futurs. Ceci suppose de se mettre d'accord sur quatre données : la quantité d'énergie qui serait produite, les prix de marché futurs, les charges futures et, last but not least, le coefficient d'actualisation à appliquer.

Autant de sujets d'âpres discussions avec les services de l'Etat, discussions qui n'ont toujours pas abouti à ce jour.



### *Les compétiteurs potentiels :*

Les compétiteurs potentiels sont nombreux. Tout d'abord l'ensemble des opérateurs hydroélectriciens européens, voire mondiaux. Mais aussi les grands industriels, dits électro-intensifs, pour lesquels l'électricité est un élément majeur de leur process. On peut trouver aussi des financiers, intéressés à l'économie des concessions, avec probablement pour eux la nécessité de s'allier à un opérateur.

Des collectivités locales ont également manifesté leur intérêt, mais les puissances en jeu sont sans commune mesure avec leurs besoins propres. Et l'extrême complexité de la gestion des aménagements, de leur maintenance et de leur optimisation suppose de disposer de compétences spécifiques et d'une réelle force de frappe industrielle.

### **Difficultés liées à la mise en concurrence des concessions hydroélectriques françaises :**

#### *Il n'y a pas de réciprocité en Europe :*

La France est actuellement le seul pays d'Europe, et même du Monde, à mettre en œuvre une telle disposition. L'Espagne et l'Italie, disposant d'un régime administratif de concessions et soumises a priori aux mêmes injonctions européennes ont su reporter les échéances. Mais dans les autres pays dans lesquelles l'hydroélectricité occupe une part importante (l'Autriche, la Norvège, qui d'ailleurs n'est pas dans l'UE), le régime administratif est très différent (si les opérateurs sont soumis à des autorisations administratives, ils restent propriétaires des installations), et la procédure de mise en concurrence, à supposer qu'elle soit possible, ne serait mise en œuvre que dans de très nombreuses années.

Alors que cette procédure de mise en concurrence a été imposée à la France par l'Union Européenne, rien n'interdit à des opérateurs hydroélectriciens n'appartenant pas à l'UE d'acquérir des concessions en France.

Ces deux constats sont autant d'arguments permettant à la France de reprendre des négociations avec les instances européennes, a minima pour repousser les échéances.

### *Il s'agit d'une richesse nationale :*

A la différence de l'Allemagne par exemple, la part de l'hydroélectricité dans le bouquet énergétique est significative en France. Inutile de rappeler que ce mode de production est le seul capable de produire de l'énergie totalement décarbonnée pour satisfaire les besoins de pointe ou d'extrême pointe, les moyens alternatifs utilisant le gaz ou le fioul.

Par ailleurs, les lacs artificiels assurent 75% de la capacité de stockage des eaux de surface françaises, jouant un rôle majeur dans la gestion des réserves en eau en période de pénurie. C'est dire que leur fonction va bien au-delà de la simple production énergétique. Certes, on peut sans doute régler beaucoup de choses dans un cahier des charges bien construit et la loi donne aux autorités beaucoup de moyens de réquisition, mais est-il utile de multiplier les potentialités de contentieux devant des juridictions étrangères ?

Nul ne peut donc nier qu'il s'agit d'une richesse nationale, et il suffit de renvoyer aux débats politiques actuels autour de la question du « produire français ».

### *Quelle garantie d'une utilisation future des aménagements au mieux des intérêts énergétiques du consommateur français ?*

Dans un système ouvert et totalement fluide, la main invisible du marché est sensée apporter une réponse totalement vertueuse à cette question. Dans le domaine de la production d'électricité, cela suppose qu'un moyen de production a une place et une seule dans le système électrique et que cette place est indépendante de l'opérateur : un opérateur cherchant a priori à maximiser son profit obéit aux signaux du marché, porteurs de l'intérêt collectif en étant le reflet exact de l'offre et de la demande. Inutile d'insister sur le caractère totalement angélique de cette approche ! Pour de multiples raisons, mais il suffit d'en citer une ou deux :

- La hiérarchie traditionnelle entre les moyens de production est clairement établie : on utilise d'abord les énergies « fatales », peu modulables et les moins chères (tout ceci allant de pair) – hydraulique au fil de l'eau et nucléaire – puis les moyens plus coûteux mais relativement modulables – charbon – puis les moyens de pointe, limités en capacité – hydraulique de lac – ou coûteux – fuel –, puis enfin les moyens d'extrême pointe – stations de pompage hydraulique ou turbines à gaz ou à fuel lourd. Les énergies intermittentes (éolien ou solaire), n'entrent dans aucune de ces catégories : elles sont présentes quand il y a du soleil ou du vent, facteurs qui ne sont aucunement régis par les besoins des consommateurs, à des prix administrés, indépendants des lois de l'offre et de la demande. Leur présence ou leur absence à un instant donné bouleverse totalement les prix de l'énergie sur le marché européen, avec des incidences fortes sur le comportement des opérateurs
- Exploiter un aménagement hydroélectrique avec capacité de stockage suppose un arbitrage permanent entre besoins de court terme et besoins de long terme. Est-il pertinent d'utiliser l'énergie stockée dans le réservoir pour répondre à une demande immédiate ou faut-il la conserver pour une situation future encore plus difficile ? Cet arbitrage, réalisé à l'échelle nationale, vise en particulier à éliminer les risques de coupure dans les périodes très tendues. Il n'y a aucune raison que tous les opérateurs soient guidés par le même souci de l'intérêt général. Ils peuvent a contrario viser deux objectifs :
  - o Satisfaire des besoins immédiats, y compris de base, s'ils considèrent que les prix sont trop élevés à un instant donné : réponse à leurs propres contraintes issues de leur modèle économique
  - o Conserver les capacités pour les périodes de crise et de prix élevés : maximiser le profit

Ces deux attitudes n'étant d'ailleurs pas exclusives, avec la possibilité d'adopter l'une ou l'autre suivant les périodes. Elles sont en tout cas à l'évidence éloignées de la recherche de l'intérêt général visant à alimenter une grande quantité de clients sans défaillance à toutes les périodes de l'année.

### *Belle construction intellectuelle, la mise en concurrence reste (et restera) d'une extrême complexité :*

Les intérêts économiques mis en jeu sont considérables, plusieurs centaines de millions d'euros, voire plusieurs milliards. Et les aménagements hydroélectriques sont des éléments majeurs d'aménagement du territoire.

La procédure porte en elle la désoptimisation de la production hydroélectrique, par un risque de surenchère économique, mettant en danger la maintenance future, surenchère énergétique (investissements surdimensionnés par rapport aux besoins réels), et surenchère environnementale (rendant impossible l'utilisation en pointe par exemple).

La procédure est extrêmement compliquée, les délais normatifs sont probablement impossibles à respecter, et les risques de contentieux pour les services de l'Etat sont présents à chaque étape du dispositif : les montants en jeu justifient de payer quelques avocats de bon niveau.

Le parc hydroélectrique français s'est construit sans interruption en gros sur une quarantaine d'années. Ceci signifie que les mises en concurrence seront permanentes, et que cette lourde procédure se répétera année après année, les premières attribuées venant à échéance lorsqu'on viendra de terminer l'instruction des dernières !

Les compétences mobilisées tant du côté de l'Etat que des opérateurs sont considérables : plusieurs centaines de personnes (opérateurs, bureaux d'études, conseils juridiques, lobbyistes, etc.) travaillent à temps plein sur le sujet depuis plusieurs années, alors qu'on en est encore qu'aux prémises ! Est-il utile de gaspiller tant d'énergie.

### **Conclusion : beaucoup de travail et d'énergie à dépenser pour quel résultat ?**

Les raisons de revenir sur la mise en concurrence des concessions hydroélectriques françaises sont multiples, et l'énergie à dépenser est sans commune mesure avec les résultats attendus.

La procédure mise en place est d'une extrême complexité. Source de contentieux, et sans réciprocité possible, elle emporte la possibilité d'éloigner l'hydroélectricité, richesse nationale, des intérêts du consommateur d'électricité en France.

Il est certainement possible, en prorogeant les concessions existantes, de trouver un juste équilibre, conciliant les intérêts de tous les protagonistes, opérateurs, services de l'Etat et collectivités, porteuses des intérêts économiques locaux en termes de gestion de l'eau et de protection des milieux aquatiques.



# Les Steps

Les STEPs (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) comportent un réservoir haut et un réservoir bas. A l'origine elles ont été réalisées pour adapter un système de production d'électricité fonctionnant essentiellement en base à une demande caractérisée par des pics en milieu et fin de journée. De l'eau était alors pompée du réservoir bas vers le réservoir haut en heures creuses, la chute du réservoir haut vers le réservoir bas fournissant alors de l'électricité pendant les heures de pointe. Le rendement du cycle est proche de 75%.

La rentabilité du système est basée sur le fait que l'électricité en heures creuses a un prix d'achat inférieur à son prix de vente en heures de pointe. La différence de prix doit couvrir la perte de rendement et les taxes. Depuis la séparation entre RTE et EDF, EDF doit payer une redevance de transport au pompage et au turbinage. Les taxes représentent 18% du coût et les charges réseau 8%. Dès maintenant, en France, et dans leur condition normale de fonctionnement les STEP ne sont plus rentables. Il est impossible de trouver un investisseur prêt à risquer un lourd investissement pour une rentabilité nulle.

En Suisse les taxes sont 6 fois moins importantes à la construction des STEP et 2 fois moins en exploitation. Le prix de l'abonnement de pompage (TURPE) est de 5 c/kW en France et presque deux fois moins cher en Suisse (3c/kW). Le résultat est que EDF construit des STEPs en Suisse plutôt qu'en France.

Avec le développement des sources intermittentes d'électricité une nouvelle utilisation des STEPs est envisagée : il s'agit de pomper lors de forte production éolienne ou photovoltaïque et de turbiner, au contraire lors de faible production. L'économie de ce type de fonctionnement semble proche de celle décrite plus haut : le pompage a lieu lorsque la production est élevée, et, donc, en principe, les prix bas, le turbinage lorsque la production est faible et, donc les prix élevés. Toutefois le caractère aléatoire de la production éolienne fait qu'un investisseur éventuel n'aura pas de garantie de rentabilité. Cette incertitude est notablement moins importante pour le photovoltaïque. Quoiqu'il en soit il semble clair que l'usage des STEPs et, surtout, la réalisation de nouvelles installations exigent une modification profonde de leur taxation et de la facturation du transport de courant. Ne serait-il pas logique d'exonérer la fonction de pompage à la fois des taxes et des frais de transport de courant ?

Dans le modèle français actuel, que l'on peut appeler STEP-production, l'opérateur de la STEP achète l'électricité de pompage et revend l'électricité turbinée au prix spot du marché intérieur.

On peut envisager un modèle alternatif, dit STEP-stockage, dans lequel l'opérateur de la STEP loue un service de stockage à des opérateurs (de réseau, de production ou de gestionnaire d'équilibre) qui y stockent leur électricité sous forme d'une valeur de l'eau. Comme pour les moyens supplémentaires de production, les capacités de stockage par STEP pourraient faire l'objet d'appels d'offre auprès des entreprises des métiers de l'hydraulique, avec une garantie de loyer assurée par l'organisme responsable de l'équilibre de ces capacités.

Dans les deux cas, il faut que l'opérateur trouve un équilibre économique. Une STEP est un investissement à très long terme (100 ans). Il est difficile de garantir un Retour sur Investissement rapide dans le modèle STEP-production. Peut-être le modèle STEP-stockage est-il moins risqué pour l'opérateur de STEP, si un investisseur a réalisé cet apport. Un tel investisseur exigerait sans doute une garantie de profitabilité que seule la CRE pourrait lui accorder. Par ailleurs, il est clair que le système d'obligation des productions éoliennes et photovoltaïque est difficilement compatible avec des systèmes de stockage obéissant aux lois du marché.

Actuellement, en France, la puissance des STEPs atteint 5GW en turbinage et de 4 GW en pompage. Il serait possible d'utiliser des réservoirs existants situés sur le même cours d'eau (vallée du Drac avec 3 barrages en série, par exemple). On estime qu'un potentiel supplémentaire de 5 GW serait envisageable à un coût raisonnable. Il faut rappeler que la puissance éolienne prévue, par exemple, dans le scénario de l'ADEME, atteindrait 46 GW et la puissance photovoltaïque 33 GW. On voit que la puissance des STEP ne permettrait de stocker qu'une faible partie de la production nominale des ENR intermittentes. Par ailleurs, les volumes des réservoirs STEPs actuelles limitent les durées de pompage à environ 5 heures. Si de telles durées sont compatibles avec la production photovoltaïque elles ne le sont pas pour la production éolienne qui peut voir des périodes de faible vent excédant largement la semaine.